



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

(19) **SU** (11) **1430498** **A1**

(51) 4 E 21 B 29/10

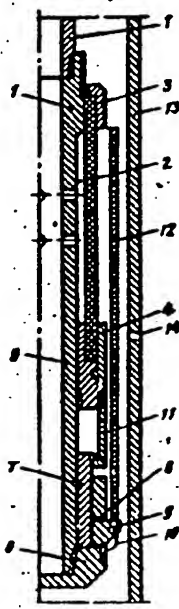
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО ДЕЛАМ ИЗОБРЕТЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ И АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

- (21) 3842751/22-03
(22) 04.02.85
(46) 15.10.88. Бюл. № 38
(71) Всесоюзный научно-исследователь-
ский институт буровой техники
(72) А.А.Щыбин и В.В.Торопыгин
(53) 622.248 (088.8)
(56) Патент США № 3111991,
кл. 166-14, опублик. 1963.

Авторское свидетельство СССР
№ 1002514, кл. E 21 B 29/10, 1981.
(54)(57) УСТРОЙСТВО ДЛЯ УСТАНОВКИ
ПЛАСТЫРЯ В СКВАЖИНЕ, включающее по-
лый корпус со сквозными радиальными
отверстиями и закрепленный на нем по
крайней мере один пакерующий элемент,
заглушку на нижнем конце корпуса,

расширяемый пластырь и узел фиксации
пластыря, содержащий втулку и взаимо-
действующие с ней подпружиненные
упоры, отличающееся тем,
что, с целью упрощения конструкции
устройства и технологии его использо-
вания, в скважине между заглушкой
и наружной поверхностью корпуса выпол-
нен кольцевой зазор, в котором уста-
новлена втулка узла фиксации пластыря,
причем в заглушке выполнены сквозные
радиальные отверстия для размещения
упоров, а нижний конец пакерующего
элемента установлен с возможностью
ограниченного осевого перемещения и
связан с втулкой узла фиксации пла-
стыря.



09 **SU** (11) **1430498** **A1**

BEST AVAILABLE COPY

Изобретение относится к эксплуатации скважин, а именно к устройствам, используемым для перекрытия мест повреждения обсадной колонны или зоны ухода промывочной жидкости.

Цель изобретения - упрощение конструкции устройства и технологии его использования в скважине.

На фиг. 1 изображено устройство для установки пластыря в скважине в транспортном положении; на фиг. 2 - то же, при установке пластыря в обсадной колонне; на фиг. 3 - то же, после распаковки и частичного перемещения устройства вниз; на фиг. 4 - то же, при окончательной установке пластыря в обсадной колонне.

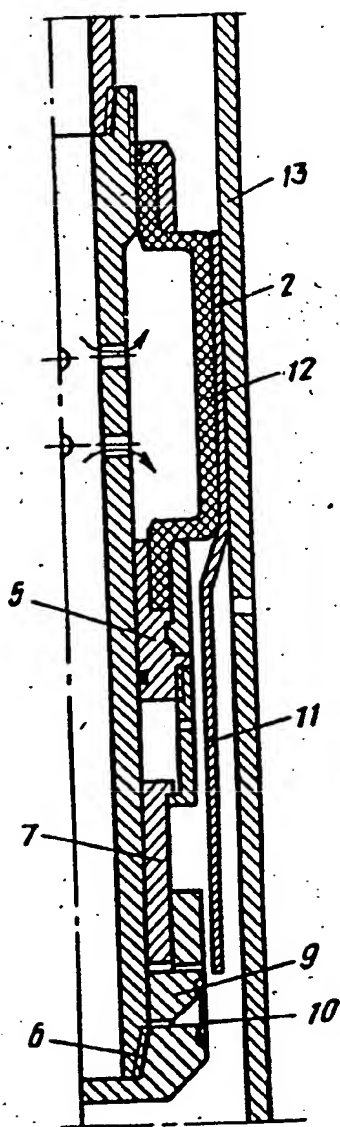
Устройство для установки пластыря в скважине (фиг. 1) состоит из составного корпуса 1, пакерующего элемента 2, жестко закрепленного верхним концом на корпусе с помощью обжимной оправки 3. Нижний конец пакерующего элемента жестко закреплен с помощью обжимной оправки 4 на ступенчатой втулке 5, подвижной относительно корпуса 1. Внутренняя полость корпуса перекрыта заглушкой 6, между которой и корпусом расположена втулка 7. В сквозных радиальных (отверстиях) пазах 8 заглушки 6 размещены упоры 9, взаимодействующие с втулкой 7 при помощи пружин 10. Втулка 7 телескопически взаимосвязана с нижним подвижным концевым участком пакерующего элемента при помощи тяги 11. Пластырь 12 доставляется в заданный интервал ствола скважины или в интервал обсадной колонны 13 для герметизации отверстия 14 на колонне насосно-компрессорных труб, соединенных с корпусом 1.

На фиг. 1 - 4 не показаны расположенные выше клапан, через который происходит заполнение и опорожнение внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб, и второй пакерующий элемент устройства для установки пластыря произвольной длины за один цикл его деформирования избыточным внутренним давлением, когда концевые

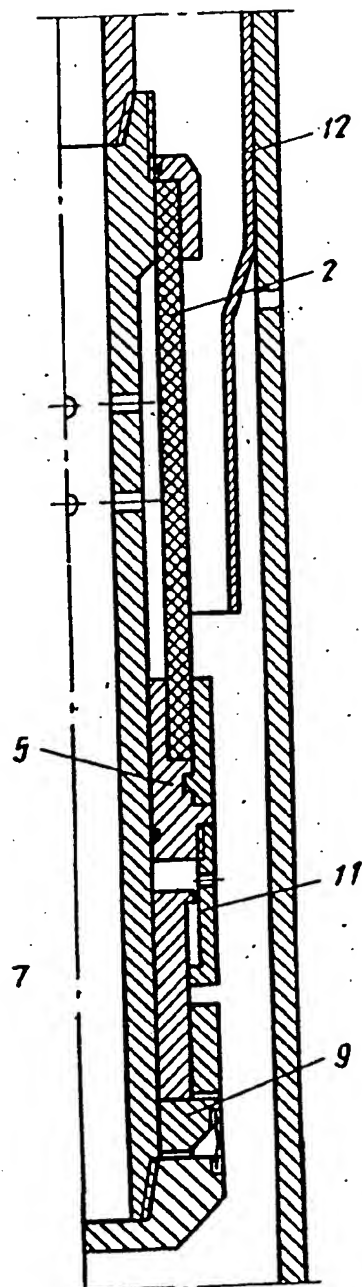
участки пластыря деформируются двумя уплотнительными элементами, а средняя часть - жидкостью через клапан.

Устройство для установки пластыря в скважине работает следующим образом.

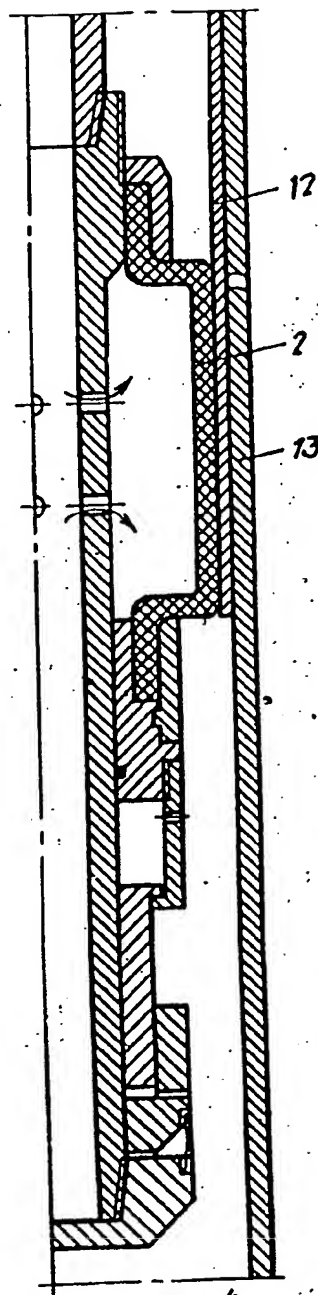
После спуска устройства с пластырем 12 в заданный интервал обсадной колонны 13, в устройстве через колонну насосно-компрессорных труб создается внутреннее давление. Пакерующий элемент 2 при создании в нем расчетного избыточного внутреннего давления деформирует в область больших пластических деформаций часть пластыря 12, прижимая последний к обсадной трубе 13. Подвижный нижний концевой участок пакерующего элемента 2 вместе со ступенчатой втулкой 5 при этом переместится вверх, а следовательно, переместится вверх и втулка 7, телескопически соединенная с помощью тяги 11 с подвижным концевым участком пакерующего элемента. Сбрасывают избыточное внутреннее давление в колонне насосно-компрессорных труб и перемещают устройство вниз (см. фиг. 3) так, чтобы пакерующий элемент 2 был расположен в интервале недеформированного кольцевого участка пластыря 12. Ступенчатая втулка 5 с закрепленным на ней нижним концевым участком пакерующего элемента 2 и соединенная с ним тяга 11 свободно переместятся вниз, а втулка 7 переместится вниз до взаимодействия нижним торцом с упорами 9. Пластырь 12 удерживается в колонне 13 за счет остаточных пластических деформаций, обеспечивающих необходимые контактные напряжения между пластырем и обсадной колонной. При повторном создании расчетного избыточного внутреннего давления в устройстве (см. фиг. 4) пакерующий элемент 2 деформирует нижний концевой участок пластыря 12 к внутренней поверхности обсадной колонны 13. После сброса избыточного внутреннего давления в колонне насосно-компрессорных труб устройство извлекают из скважины и готовят к спуску и установке очередного пластыря.



фиг. 2



фиг. 3



фиг. 4

Редактор А. Долин

Составитель И. Левкоева
Техред А. Кравчук

Корректор М. Васильева

Заказ 5309/28

Тираж 531

Подписное

ВНИИ Государственного комитета СССР
по делам изобретений и открытий
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-полиграфическое предприятие, г. Ужгород, ул. Проектная, 4

[state seal] Union of Soviet Socialist
Republics
USSR State Committee
on Inventions and Discoveries

(19) **SU** (11) **1430498 A1**
(51) 4 E 21 B 29/10

SPECIFICATION OF INVENTOR'S CERTIFICATE

(21) 3842751/22-03
(22) February 4, 1985
(46) October 15, 1988, Bulletin No. 38
(71) All-Union Scientific-Research
Institute of Drilling Technology
(72) A. A. Tsybin and V. V. Toropynin
(53) 622.248 (088.8)
(56) US Patent No. 3111991, cl. 166-
14, published 1963.
USSR Inventor's Certificate No.
1002514, cl. E 21 B 29/10 (1981).
(54) (57) A DEVICE FOR PLACING A
PATCH IN A WELL, including a hollow
body with radial through holes and at least
one packer element secured thereon, a
blind flange at the lower end of the body,

a patch to be expanded, and an assembly
for securing the patch, containing a
bushing and spring-controlled stops
engaging therewith, *distinguished by the
fact that*, with the aim of simplifying the
design of the device and the technology
for using it, in the well between the blind
flange and the outer surface of the body
an annular gap is made in which the
bushing of the assembly for securing the
patch is set, where radial through holes
are made in the blind flange for
disposition of the stops, and the lower
end of the packer element is mounted so
that it is capable of limited axial
movement and is coupled with the
bushing of the assembly for securing the
patch.

[vertically along right margin]

(19) **SU** (11) **1430498 A1**

[see original Russian for figure]

Fig. 1

The invention relates to operation of wells, and specifically to devices that can be used for sealing locations of damage to the casing or a fluid loss zone.

The aim of the invention is to simplify the design of the device and the technology for using it downhole.

Fig. 1 shows the device for placing a patch downhole in the run-in position; Fig. 2 shows the same during placement of the patch in the casing; Fig. 3 shows the same, after packer release and partial displacement of the device downward; Fig. 4 shows the same, during final placement of the patch in the casing.

The device for placing a patch downhole (Fig. 1) consists of body 1, packer element 2, rigidly secured by the upper end on the body using clamping mandrel 3. The lower end of the packer element is rigidly secured using clamping mandrel 4 on stepped bushing 5, which can move relative to body 1. The inner cavity of the body is closed off by blind flange 6, where bushing 7 is disposed between blind flange 6 and the body. Stops 9, engaging bushing 7 with the help of springs 10, are disposed in radial through (holes) slots 8 of blind flange 6. Bushing 7 telescopically engages the lower movable terminal portion of the packer element with the help of linkage 11. Patch 12 is transported, on the tubing connected with body 1, to the specified interval of the wellbore or to the interval of casing 13 for sealing hole 14 leaktight.

Figs. 1-4 do not show these items disposed in a higher location: the valve through which filling and emptying of the internal cavity of the tubing occurs, and a second packer element of the device for placing a patch of arbitrary length in a single cycle of deformation of the patch by excess internal pressure, when the terminal

portions of the patch are deformed by the two packing elements while the middle portion is deformed by the fluid through the valve.

The device for placement of a patch downhole works as follows.

After the device with patch 12 is lowered to the specified interval of casing 13, internal pressure is created in the device through the tubing. Packer element 2, when the calculated excess internal pressure is created therein, deforms a portion of patch 12 to the high plastic strain region, squeezing the patch against casing 13. The movable lower terminal portion of packer element 2, together with step bushing 5, in this case moves upward, and consequently bushing 7 also moves upward, said bushing 7 being telescopically connected, with the help of linkage 11, with the movable terminal portion of the packer element. The excess internal pressure in the tubing is released, and the device moves downward (see Fig. 3) so that packer element 2 is positioned in the interval of the undeformed annular [*sic-may be misprint for terminal*] portion of patch 12. Step bushing 5, with the lower terminal portion of packer element 2 secured thereto, and linkage 11 connected therewith freely move downward, while bushing 7 moves downward until its lower end engages stops 9. Patch 12 is restrained in casing 13 as a result of residual plastic strains, ensuring the necessary contact stresses between the patch and the casing. When the calculated excess internal pressure is again created in the device (see Fig. 4), packer element 2 deforms the lower terminal portion of patch 12 against the inner surface of casing 13. After release of the excess internal pressure in the tubing, the device is removed from the well and prepared for lowering and placement of the next patch.

[see Russian original for
figure]

[see Russian original for
figure]

[see Russian original for
figure]

Fig. 2

Fig. 3

Fig. 4

Compiler I. Levkoeva

Editor A. Dolinich

Tech. Editor A. Kravchuk

Proofreader M. Vasil'eva

Order 5309/28

Run 531

Subscription edition

All-Union Scientific Research Institute of Patent Information and Technical and Economic
Research of the USSR State Committee on Inventions and Discoveries [VNIPI]
4/5 Raushkaya nab., Zh-35, Moscow 113035

Printing Production Plant, Uzhgorod, 4 ul. Proektnaya



AFFIDAVIT OF ACCURACY

I, Kim Stewart, hereby certify that the following is, to the best of my knowledge and belief, true and accurate translations performed by professional translators of the following Patents and Abstracts from Russian to English:

ATLANTA
BOSTON
BRUSSELS
CHICAGO
DALLAS
DETROIT
FRANKFURT
HOUSTON
LONDON
LOS ANGELES
MIAMI
MINNEAPOLIS
NEW YORK
PARIS
PHILADELPHIA
SAN DIEGO
SAN FRANCISCO
SEATTLE
WASHINGTON, DC

Patent 1786241 A1
Patent 989038
Abstract 976019
Patent 959878
Abstract 909114
Patent 907220
Patent 894169
Patent 1041671 A
Patent 1804543 A3
Patent 1686123 A1
Patent 1677225 A1
Patent 1698413 A1
Patent 1432190 A1
Patent 1430498 A1
Patent 1250637 A1
Patent 1051222 A
Patent 1086118 A
Patent 1749267 A1
Patent 1730429 A1
Patent 1686125 A1
Patent 1677248 A1
Patent 1663180 A1
Patent 1663179 A2
Patent 1601330 A1
Patent SU 1295799 A1
Patent 1002514

PAGE 2

AFFIDAVIT CONTINUED

(Russian to English Patent/Abstract Translations)

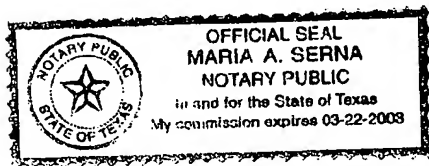
Kim Stewart

Kim Stewart
TransPerfect Translations, Inc.
3600 One Houston Center
1221 McKinney
Houston, TX 77010

Sworn to before me this
9th day of October 2001.

Maria A. Serna

Signature, Notary Public



Stamp, Notary Public

Harris County

Houston, TX